COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 21 de setiembre de 2007

COES-SINAC/D- 1200-2007

Señores Gerentes Generales y Representantes de las Empresas Integrantes del COES-SINAC y de las Empresas de Distribución:

Ing. Manuel Cieza P.	EEPSA
Ing. Guillermo Cox H.	ELÉCTRICA SANTA ROSA
Ing. Carlos Falconí S.	EGESUR
Ing. Rafael Flores Ch.	ENERSUR
Ing. Javier García B.	KALLPA
Ing. Eduardo Gubbins G.	CORONA
Ing. Héctor Gutiérrez H.	EGENOR
Sr. Jesús Hinojosa R.	EGASA
Ing. Mark Hoffmann R.	ELECTROANDES
Ing. Ma Jian Guo	SHOUGESA
Sr. Dante LaGatta S.	TERMOSELVA / ETESELVA
Ing. Carlos Luna Cabrera	EDEGEL
Ing. Carlos Ariel Naranjo	REP/ ISA PERU/TRANSMANTARO
Ing. Alejandro Ormeño D.	CAHUA
Dr. Antonio Pinilla C.	ANTAMINA
Ing. Jesús Ramírez G.	SAN GABAN
Ing. Mario Ortiz de Zevallos	EGEMSA
Ing. Fabio Sarmiento A.	REDESUR
Ing. Raúl Tengan M.	ELECTROPERÚ
Ing. Lucio Vargas S.	ELECTRO PUNO S.A.A.
Ing. Néstor Paredes	EDE CAÑETE S.A.
Sr. Oscar del Corral	COELVISAC
Ing. Ignacio Blanco	EDELNOR S.A.
Ing. Mile Cacic	LUZ DEL SUR
Ing. José Oporto	SEAL
Ing. Percy Cueva	ENOSA
Ing. Agapito Fernández	ENSA
Ing. Alberto Pérez M.	HIDRANDINA
Ing. Mario López	ELECTROCENTRO
Ing. Wilfredo Campos	ELECTRO UCAYALI
Sr. César Luízar	ELECTRO SURESTE
Ing. Mario Blanco	ELECTROSUR
Sr. Manuel Rizo Patrón	ELECTROSURMEDIO

Asunto: **Asignación de responsabilidades por transgresiones a la NTCSE por el evento ocurrido el 21.03.2007 a las 19:18 h.**

Referencia: Acuerdo del Directorio O.D.2 en la Sesión No.285 del 07.06.2007

De nuestra consideración:

De conformidad con la función asignada al COES en el literal i) del artículo 14º de la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y en cumplimiento del Acuerdo de Directorio citado en la referencia, les

comunicamos la determinación de responsabilidades por trasgresiones a la NTCSE por el evento (EV-030A-2007) ocurrido el 21.03.2007 a las 19:18 horas: Desconexión de la unidad TG-4 de la C. T. Ventanilla, según el documento "Decisión de la DOCOES respecto de las Transgresiones a la NTCSE por el evento EV-030A-2007" que se adjunta a la presente carta.

En dicho documento se consigna la decisión de asignación de responsabilidades y se exponen los fundamentos técnicos y jurídicos que la sustentan. Adicionalmente, en el Informe COES-SINAC/DEV/IT-030A-2007 de fecha 23.08.2007 se presenta el correspondiente análisis técnico.

Asimismo, se comunica que dicho informe conjuntamente con toda la información recibida sobre el referido evento, se encuentra publicada en la página WEB del COES:
http:/ www.coes.org.pe/ Servicios/ Sistema de Información/Análisis de Fallas

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para reiterarle nuestros saludos.

Atentamente,

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE GCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

Adj. Lo indicado.

AVV/FTG
Cc.: MINEM - DGE, OSINERGMIN, DOA, DEV, DPC

COES SINAC
COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DECISIÓN DE LA DIRECCION DE OPERACIONES DEL COES SINAC

RESPECTO DE LAS TRASGRESIONES A LA NTCSE

POR EL EVENTO EV-030A-2007

Sumilla: Asignación de responsabilidad por el evento de desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla ocurrido el día 21.03.2007 a las 19:18 h.

Lima, 20 de setiembre de 2007

LA DIRECCION DE OPERACIONES DEL COES-SINAC:

VISTOS:

La función asignada al COES en el literal i) del artículo 14º de la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica señala que tiene la función administrativa de asignar responsabilidad en caso de trasgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE); además, en el numeral 3.5 de la NTCSE se estipula que el COES está obligado a investigar e identificar, a través de un análisis estrictamente técnico, a los integrantes del sistema responsables por el incumplimiento de la calidad del producto y de suministro cuando existan transferencias de energía en condiciones de mala calidad desde un COES ó entre integrantes de un COES, conforme a los indicadores de calidad establecidos en dicha norma.

I.- ANTECEDENTES

1.1 El día 21 de marzo de 2007 a las 19:18 h se produjo la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla, debido a una falla en el procesador AP 26 de automatización de la caldera de esta unidad, originándose la activación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por mínima frecuencia (ERACMF) al disminuir la frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de 60,02 Hz hasta 59,01 Hz. Seguidamente a ello, la frecuencia se recuperó hasta 59,269 Hz pero luego de 8 segundos empezó a disminuir nuevamente hasta llegar a 59,005 Hz. Esto debido a la insuficiente reserva en el SEIN para cubrir el crecimiento de la demanda. Como consecuencia de ello, se interrumpió un total de 87,99 MW. Asimismo, se restringió el suministro a los clientes libres Cementos Lima y Aceros Arequipa con un total de 51 MW debido al déficit de potencia activa en el SEIN. Finalmente, a las 19:40 h se inició la recuperación progresiva de los suministros

DIRECTOR DE OPERACIONES
Ing. JAIME GUERRA
COES - SINAC

interrumpidos y a partir de las 21:17 h se coordinó la recuperación de los suministros restringidos.

1.2 Dentro del proceso de análisis de los eventos que ocasionan trasgresiones a la NTCSE, con fecha 25.07.2007 se reunió el Comité de Trabajo de Análisis de Fallas (CT-AF) para analizar el referido evento, emitiendo un informe técnico con el detalle de los hechos relevantes ocurridos;

1.3 La División de Evaluación del COES (DEV) con toda la información recibida del evento, realizó el análisis detallado e identificó el origen de la falla y las implicancias derivadas de ella, así como los hechos vinculados a los eventos posteriores, elaborando el Informe Técnico COES-SINAC- IT /DEV/-030A-2007 de fecha 13.08.2007 con el análisis detallado sobre el evento acontecido el día 21.03.2007 debido a la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla a las 19:18 horas;

CONSIDERANDO:

II. SUSTENTO TÉCNICO

2.1 El Informe Técnico COES-SINAC- IT/DEV-030A-2007 contiene el análisis completo de los hechos ocurridos en el evento sobre la base de las evidencias y pruebas recopiladas, por lo que constituye el documento base para la identificación de las empresas involucradas en las trasgresiones a los indicadores de calidad de la NTCSE.

2.2 Conforme se desprende del análisis efectuado en el referido informe, el evento de desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla de propiedad de la empresa EDEGEL, se debió a una falla en el procesador AP 26 de automatización de la caldera de esta unidad.

2.3 Como consecuencia de la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla con 150 MW, la frecuencia en el SEIN disminuyó desde 60,001 Hz hasta 59,009 Hz, activando el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF).

2.4 Seguidamente la frecuencia en el SEIN se recuperó hasta 59,269 Hz; sin embargo, luego de 8 segundos empezó a disminuir hasta llegar a 59,005 Hz, debido al déficit de reserva rotante para cubrir el crecimiento constante de la demanda.

2.5 El déficit de reserva secundaria en el SEIN se debió a que la C.H. Huinco utilizó su reserva asignada para dicha función como reserva primaria en reemplazo de la C.H. Mantaro, durante la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla ocurrido 1,2 minutos antes.

2.6 La C.H. Huinco suplió el déficit de la Reserva Primaria de Frecuencia (RPF) durante el periodo del evento de desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla, debido a la inadecuada asignación de 60 MW de reserva a la C.H. Mantaro, la cual no pudo responder debido a la

DIRECTOR DE OPERACIONES
Ing. JAIME GUERRA
COES - SINAC

limitación que tenía por encontrarse en limpieza el área de represamiento (purga) de la Presa de Tablachaca, de la citada central hidroeléctrica.

2.7 Como consecuencia de esta situación, la segunda disminución de la frecuencia activó nuevamente la primera Etapa y la Etapa de Reposición del ERACMF.

2.8 Los tiempos prolongados en la recuperación de los suministros desconectados en los eventos, más el rechazo manual de carga dispuesto por el COODINADOR del SEIN (CCO-COES) a las 19:30 h en instalaciones del cliente Cementos Lima (16 MW) y la orden del CCO-COES a las 20:40 h para restringir su carga (36 MW) al cliente Aceros Arequipa, se debieron a la falta de generación y a la insuficiente reserva fría prevista en el SEIN.

III. SUSTENTO JURÍDICO

3.1 De acuerdo a lo dispuesto en el numeral 3.5 de la NTCSE, el COES está obligado a investigar e identificar a los integrantes del sistema responsables por el incumplimiento de la calidad del producto y suministro de energía, para efectos de realizar las compensaciones a que hubiera lugar; debiendo realizarse una lectura de esta norma acorde con lo establecido en el literal i) del artículo 14º de la Ley Nº 28832, vigente a partir del 23 de julio de 2006, y mediante la cual se le delega al COES la función administrativa de asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a la NTCSE, así como calcular las compensaciones que correspondan.

3.2 Para el ejercicio pleno de dicha función administrativa conforme a las normas antes citadas, el COES debe investigar, analizar y atribuir a quien corresponda la responsabilidad por el hecho que ocasionó la trasgresión a la NTCSE.

3.3 Conforme a lo establecido en el numeral 6.1.2 de la NTCSE, se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, pudiendo ser causadas estas interrupciones por la salida de equipos de las instalaciones del Suministrador o de otras instalaciones que lo alimentan, así como por las que se producen por mantenimiento, maniobras, ampliaciones, mal funcionamiento o fallas.

3.4 De acuerdo a lo dispuesto en el numeral 3.2 de la NTCSE, todo Suministrador1 es responsable ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores.

[1] Conforme al numeral 1.2 de la NTCSE, se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado.

DIRECTOR DE OPERACIONES
Ing. JAIME GUERRA
COES - SINAC

3.5 De acuerdo a lo dispuesto en el literal b) del articulo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas, los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a conservar y mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En tal sentido, teniendo en cuenta que la falla se produjo en la C.T. Ventanilla y siendo EDEGEL la empresa titular de dicha instalación, existe responsabilidad objetiva por parte de esta empresa, ya que constituye obligación suya el mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

3.6 Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, queda claro que EDEGEL es responsable por los hechos que produjeron la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla, (falla en el procesador AP 26 de automatización de la caldera de ésta unidad, conforme se desprende de su propio Informe de Falla denominado "Disparo Unidad TG4 por trabajos en Módulo AP 26 de Automatización de la Caldera Central Ventanilla"), y por consiguiente, es responsable de las interrupciones derivadas de la primera actuación del ERACMF por la disminución de frecuencia en el SEIN (59,01 Hz) ocasionada por la referida desconexión de la unidad TG4

3.7 Por otro lado, es responsabilidad del COES efectuar una adecuada programación y asignación de reserva en el SEIN, considerando las máquinas regulantes y las unidades disponibles de manera tal que al producirse un evento, la reserva asignada responda cubriendo la demanda requerida. En tal sentido, el Procedimiento Técnico Nº 22, en su numeral 4.2, establece como parte de los criterios básicos referidos a la regulación primaria de frecuencia, que *"El sistema eléctrico debe contar en todo momento de la operación con reserva rotante con el fin de que al ocurrir alguna perturbación, principalmente salida de unidades de generación, la frecuencia del sistema se recupere rápidamente."*

Asimismo, tenemos que el Procedimiento Técnico Nº 22, en su numeral 5.1.4 establece como responsabilidades de la Dirección de Operaciones del COES a través de la División de Programación y Coordinación, la programación de la reserva rotante distribuida en áreas preservando la seguridad y calidad del suministro Eléctrico.

Conforme se puede extraer del Informe Técnico IT/DEV -030A-2007, la inadecuada programación de la reserva primaria de frecuencia, identificada principalmente por la asignación de 60 MW de reserva a la Central Hidroeléctrica del Mantaro (C.H. Mantaro), cuando esta central se encontraba limitada por la limpieza del área de represamiento (purga) en la Presa de Tablachaca, y por tanto imposibilitada de ejecutar la regulación primaria de frecuencia, trajo como consecuencia el déficit de la referida reserva, y al tener que suplir este déficit la Central Hidroeléctrica de Huinco (C.H. Huinco), (cuya reserva se encontraba asignada para ser empleada como reserva secundaria de frecuencia), trajo como consecuencia a su vez las interrupciones derivadas de la actuación de la protección por mínima frecuencia. Todo ello conllevó a

DIRECTOR DE OPERACIONES
Ing. JAIME GUERRA S.
COES - SINAC

que las obligaciones descritas en los párrafos precedentes se vean incumplidas por parte del COES.

3.8 Por otro lado, tenemos que en la nota 3 de la parte referida a los Alcances de la NTCSE se señala que: "*El artículo 4º del D.S. N°040-2001-EM publicado el 17.07.2001, modifica el artículo 1º del D.S. N°009-99-EM publicado el 11.04.1999 de acuerdo a lo siguiente: "Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*

a)Los sistemas menores;

b)Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión de Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 3 y 4"

Posteriormente, esta disposición fue modificada por la Resolución OSINERG Nº 157-2005-OS/CD del 30.06.2005, exonerándose sólo a los Sectores de Distribución Típico 4 y 5.

En consecuencia, en virtud de la aplicación de esta normativa, quedan exceptuados de las compensaciones por la NTCSE los siguientes suministros:

N°	CLIENTES	S.E.	POTENCIA (MW)	DURACIÓN (MIN)	SECTOR TÍPICO	MOTIVO
1	ESE - Yauri	Tintaya	1,21	13,00	5	RACMF
2	ESE - Chuquibambilla (Salidas 1 y 3)	Andahuaylas	0,75	26,00	5	
SUB TOTAL			1,96			

Sobre la base del sustento técnico y jurídico señalado en los considerandos precedentes, la Dirección de Operaciones del COES SINAC emite la presente decisión:

RESUELVE:

PRIMERO: Asignar a EDEGEL la responsabilidad por las interrupciones registradas a partir de las 19:18 h asociadas a la primera etapa del ERACMF, indicadas con los Números del 1 al 8 del cuadro siguiente, las cuales fueron ocasionadas por la desconexión intempestiva de la unidad TG4 de la CT Ventanilla, por ser dicha empresa la titular de las referidas instalaciones, considerando que es su obligación conservar y mantener sus instalaciones en condiciones óptimas para su operación.

Asimismo, asignar a EDEGEL y al COES la responsabilidad por las interrupciones producidas a partir de las 19:20 h por el déficit de reserva de potencia activa, indicadas con los Números del 9 al 31 del cuadro siguiente.

DIRECTOR DE OPERACIONES
Ing. JAIME GUERRA
COES - SINAC

DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

Lima, 21 de setiembre de 2007

COES SINAC/D–1201 –2007

Señor Ingeniero
Edwin Quintanilla
Gerente General
OSINERGMIN
Presente.-

Asunto: **ADJUNTA INFORME TÉCNICO**

De mi consideración:

De conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, y 4.2.1.6 a) de la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, cumplimos con remitir a usted el siguiente informe técnico relacionado a transgresiones a la calidad del producto y suministro:

Informe Técnico N° COES-SINAC IT/DEV-030A-2007 del 21.03.2007 respecto al evento EV-030-2007: Desconexión de la Unidad TG4 de la C.T. Ventanilla, ocurrido el 21.03.2007 a las 19:18 h

La asignación de las correspondientes responsabilidades, de conformidad con la función asignada al COES en el literal (i) del artículo 14º de la Ley 28832, ha sido efectuada mediante la comunicación COES-SINAC/D- 1200-2007, cuya copia le ha sido remitida.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

Adj.: Lo indicado
Cc.:
- DGE/MEM,
- ELECTRONORTE.
- DIRECTORES COES-SINAC, DOA, DEV, DPC.

Los informes mencionados en este documento e información complementaria, se encuentran publicados en el portal de Internet del COES-SINAC: http:/ www.coes.org.pe; Servicios: Sistema de Información; Sección: Análisis de Fallas.

COES SINAC
COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INFORME TÉCNICO
COES-SINAC IT/DEV-030A-2007

EVENTO : Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla.

FECHA : 21.03.2007

HORA : 19:18 horas

1. DOCUMENTOS CONSIDERADOS EN EL ANÁLISIS:

N°	EMPRESA	INFORME	FECHA DOCUMENTO
1	COES SINAC	IT-CTAF/EV-030-2007	25.07.2007
2	COORDINADOR	DPC/CCO – 71 IF – 2007	24.03.2007
3	EDEGEL	Informe de Falla	24.03.2007

2. DESCRIPCIÓN DEL EVENTO:

2.1 Desconectó la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla con 150 MW debido a una falla en el procesador AP 26 de automatización de la caldera de esta unidad.

2.2 Como consecuencia, la frecuencia en el SEIN disminuyó desde 60,02 Hz hasta 59,009 Hz activando el esquema de rechazo automático de carga por relés de mínima frecuencia (en adelante ERACMF). Seguidamente, la frecuencia se recuperó hasta 59,259 Hz pero no se pudo sostener y nuevamente se inició un proceso de disminución alcanzando una frecuencia de 59,005 Hz debido al crecimiento de la demanda en el SEIN y al déficit de reserva para atender ambos sucesos.

2.3 Como consecuencia de la nueva disminución de frecuencia en el SEIN, se activó el ERACMF. En ambas actuaciones del ERACMF se interrumpió un total de 87,98 MW. Asimismo, el Coordinador del SEIN dispuso el rechazo manual de carga del cliente Cementos Lima y dispuso que no incremente su carga el cliente Aceros Arequipa, debido al déficit de potencia activa en el SEIN. La unidad TG4 entró en servicio a las 01:33 h del 22.03.2007 operando en ciclo abierto.

3. CONDICIÓN DEL SISTEMA PREVIA AL EVENTO:

3.1 Las unidades TG3 y TG4 de la C.T. Ventanilla se encontraban operando en ciclo abierto, y la unidad TV se encontraba fuera de servicio por un mantenimiento correctivo.

3.2 Las condiciones operativas del SEIN previas al evento fueron las siguientes:

a) Principales centros de generación:

DIVISION DE EVALUACION Vº Bº Ing. ANDRES VARGAS COES - SINAC

N°	CENTRAL	POT. ACTIVA (MW)	N° de Grupos	Observaciones
1	C.H. Huinco	217,41	4	Asignada para dar 35 MW de RSF.
2	C.H. Mantaro	419,88	7	Asignada para dar 60 MW de RPF; sin embargo esta central realizaba limpieza en el área de represamiento (purga) de Tablachaca.

3	C.T. Santa Rosa (UTI6)	25,41	1	Parcialmente disponible con sólo el 50% de su potencia efectiva.
4	C.T. Santa Rosa (TG7)	100,68	1	Asignada para dar 10 MW de RPF.
5	C.T. Ventanilla	303,80	2	Las unidades TG3 y TG4 se encontraban operando en ciclo abierto.
6	C.H. Malpaso	43,64	4	Asignada para dar 5 MW de RPF.
7	C.T. Ilo 1	80,06	2	Asignada para dar 5 MW de RPF.
8	C.T. Ilo 2	127,00	1	Asignada para dar 10 MW de RPF.
9	C.H. Carhuaquero	94,30	3	Asignada para dar 8 MW de RPF.

b) Indisponibilidad de unidades de generación por mantenimiento.

N°	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)
1	Pariac (CH-2)	0,240
2	Pariac (CH-3N)	0,810
3	Pacasmayo (MAN)	1,417
4	Pacasmayo (SZ1)	4,950
5	Pacasmayo (SZ2)	5,680
6	Pacasmayo (SZ3)	5,617
7	Malacas (TG2)	15,018
8	Malacas (TG3)	15,044
9	Charcani II (Central)	0,600
10	Mollendo (GD1)	10,606
11	Dolorespata (ALCO1)	1,779
12	Ventanilla (TV)	169,68
13	Chimbote (TG3)	21,469
14	Paita (EMD2)	2,028
15	Paita (SKD1)	0,881
16	Piura (GMT2)	4,586

N°	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)
17	Piura (MIR1)	1,332
18	Piura (MIR4)	1,823
19	Piura (MIR5)	1,833
20	Sullana (ALC1)	2,172
21	Aricota I (G2)	11,30
22	Calana (Central)	25,506
23	Yaupi (Central)	104,929
24	Restitución (G2)	70,83
25	Tumbes (Central)	18,142
26	Yarinacocha (WAR2)	6,227
27	Yarinacocha (WAR3)	6,264
28	Ilo 1 (CAL_B2)	21,00
29	San Nicolás (TV1)	19,026
30	San Nicolás (TV2)	19,448
31	Santa Rosa (UTI6)_50%	26,895
	TOTAL	**597,132**

DIVISION DE EVALUACION V° B° Ing. ANDRES VARGAS COES - SINAC

Nota: Con la indisponibilidad del caldero N° 2 de la C.T. Ilo 1, quedó indisponible la unidad TV2 de esta central.

4. SECUENCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS:

HORA	S. E.	DESCRIPCIÓN
21/03/2007		
19:18	Ventanilla	Desconectó la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla.
19:18	SEIN	La mayoría de las unidades térmicas que constituyen la reserva fría del SEIN se encontraban en servicio.
19:19	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELP subir la generación de la C.H. Mantaro, pero el CC-

		ELP informó que no podía subir su generación.
19:30	CCO-COES	Coordinó con el CC-TER rechazar manualmente carga en las instalaciones de su cliente Cementos Lima.
19:40	Atocongo	El cliente Cementos Yura informó que disminuyeron su carga de 30 a 14 MW.
19:40	SEIN	Se inició la recuperación progresiva de la carga interrumpida.
20:40	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELP para que su cliente Aceros Arequipa no tome el total de su carga.
21:08	SEIN	Se completó la recuperación total de los suministros residenciales interrumpidos.
21:17	CCO-COES	Coordinó con el CC-TER para que su cliente Cementos Lima recupere su carga interrumpida.
21:30	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELP para que su cliente Aceros Arequipa recupere su carga interrumpida.
22/03/2007		
01:33	Ventanilla	En servicio la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla.

5. SEÑALIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES:

S. E.	EQUIPO	CODIGO	SEÑALIZACIONES	INT	A/C
Ventanilla	TG4		La empresa EDEGEL no reportó.		A

6. ANÁLISIS DEL EVENTO:

6.1 A las 19:18:38 h del 21.03.2007 se produjo la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla con 150 MW debido a una falla en el procesador AP 26 de automatización de la caldera de esta unidad.

6.2 Con la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla la frecuencia en el SEIN disminuyó desde 60,02 Hz hasta 59,009 Hz (ver Figura 1), provocando la activación del ERACMF debido al desbalance de potencia activa por la pérdida de 150 MW.

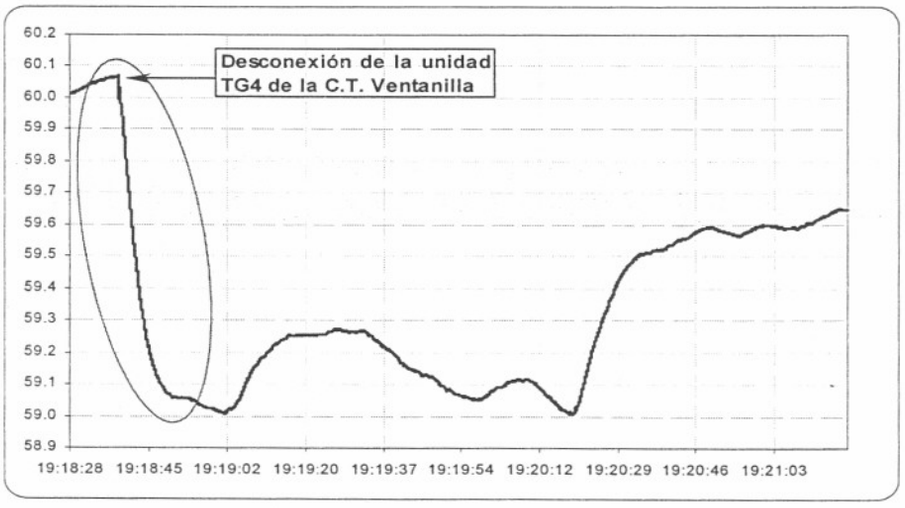

Figura 1. Frecuencia en el SEIN registrado en el CCO-COES (GPS Lima).

DIVISIÓN DE EVALUACIÓN V°B° Ing. ANDRES VARGAS COES - SINAC

Evaluación de la Reserva Primaria de Frecuencia

6.3 De acuerdo al programa diario, durante el periodo en que ocurrió el evento, se asignó 98 MW para la Reserva Primaria de Frecuencia (RPF), los cuales fueron distribuidos entre las centrales hidráulicas Mantaro (60 MW), Carhuaquero (8 MW) y Malpaso (5 MW), y entre las centrales térmicas Ilo 1 (5 MW) e Ilo 2 (10 MW), así como a la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa (10 MW). Por otro lado, la C.H. Huinco fue asignada con 35 MW para la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

6.4 Durante el evento, la C.H. Mantaro no respondió de acuerdo a lo asignado (ver Figura 2), debido a la limitación que tenía esta central por encontrarse en limpieza el área de represamiento (purga) de la presa Tablachaca. Cabe resaltar que esta limitación era de conocimiento del COES-SINAC.

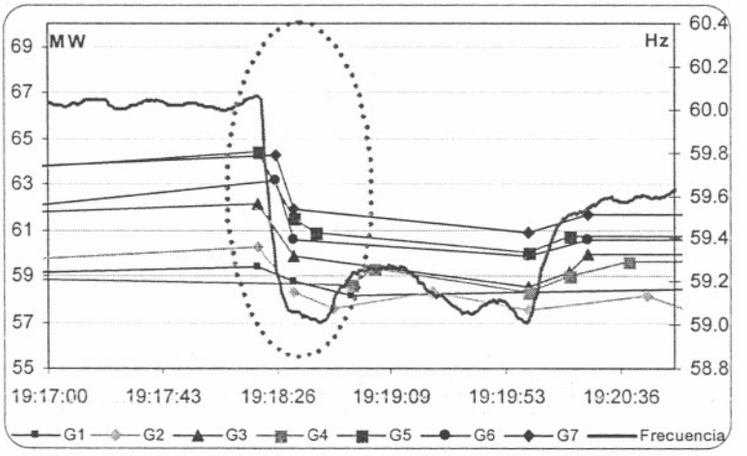

Figura 2. Respuesta de los grupos de la C.H. Mantaro durante el evento.

6.5 La C.H. Carhuaquero estuvo asignada con 8 MW para la RPF, sin embargo sólo respondió con 5,04 MW (ver Figura 3). Dicho valor corresponde al margen que existía entre la generación de la central previa al evento y su máxima capacidad. La reserva aportada por la central fue menor a la asignada debido al aumento de la demanda en el SEIN, ya que se encontraba en la pendiente de toma de carga de la hora punta.

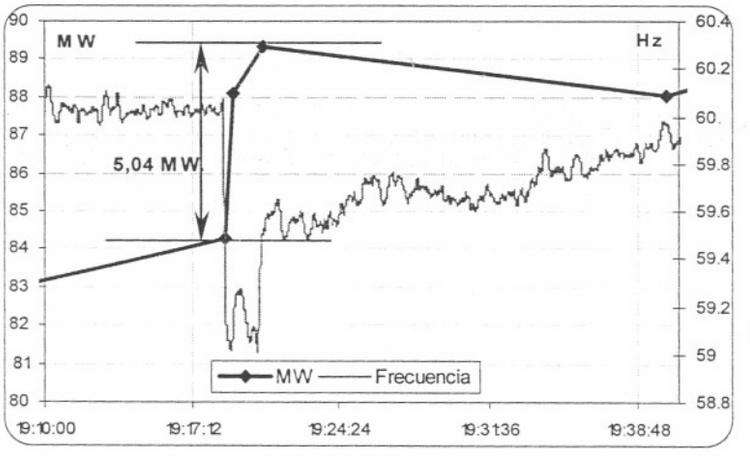

Figura 3. Respuesta de la C.H. Carhuaquero durante el evento.

DIVISION DE EVALUACION
Ing. ANDRES VARGAS
COES - SINAC

6.6 La C.H. Malpaso aportó 4,23 MW de los 5 MW asignada para la RPF (ver Figura 4), ya que esta central sólo contaba con ese margen debido al aumento de la demanda en el SEIN (estaba en la pendiente de toma de carga de la hora punta).

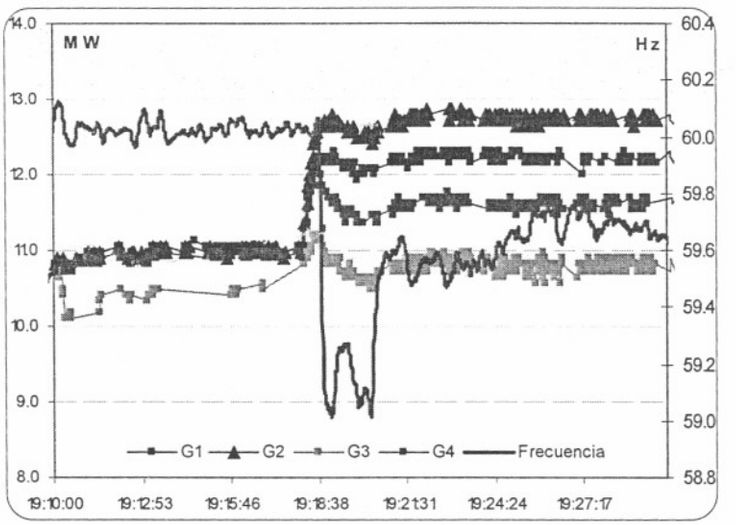

Figura 4. Respuesta de los grupos de la C.H. Malpaso durante el evento.

6.7 En la Figura 5, se observa el comportamiento opuesto de las unidades TV3 y TV4 de la C.T. Ilo 1. Mientras que la unidad TV3 aportó 8,69 MW, la unidad TV4 disminuyó su generación en 10,48 MW, dando como resultado un aporte nulo en la C.T. Ilo 1 respecto a los 5 MW asignados para la RPF.

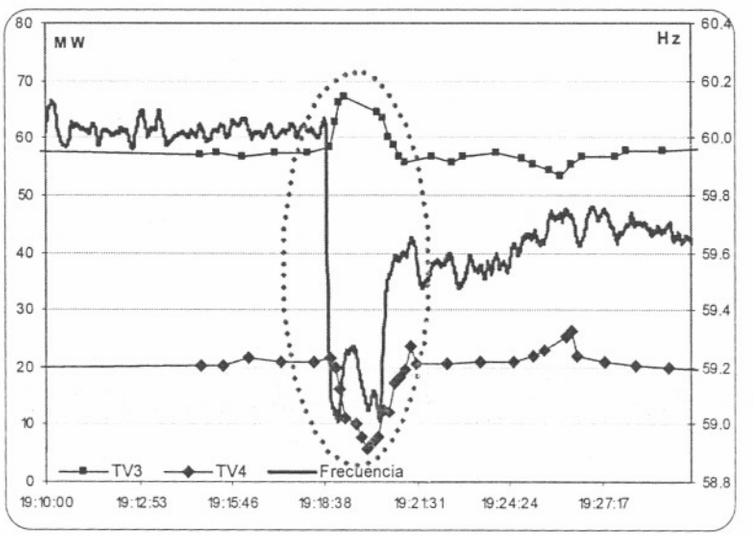

Figura 5: Respuesta de las unidades de la C.T. Ilo 1 durante el evento.

6.8 En la Figura 6, se observa la respuesta de la unidad TV21 de la C.T. Ilo 2, la cual aportó 8,18 MW de RPF de los 10 MW asignados para la RPF. Luego de 1,67 minutos esta unidad presentó un descenso en su generación debido a la limitación propia de las unidades de vapor, llegando hasta un valor de 111,63 MW. Luego de unos segundos, nuevamente subió su potencia hasta 125 MW por acción manual del operador.

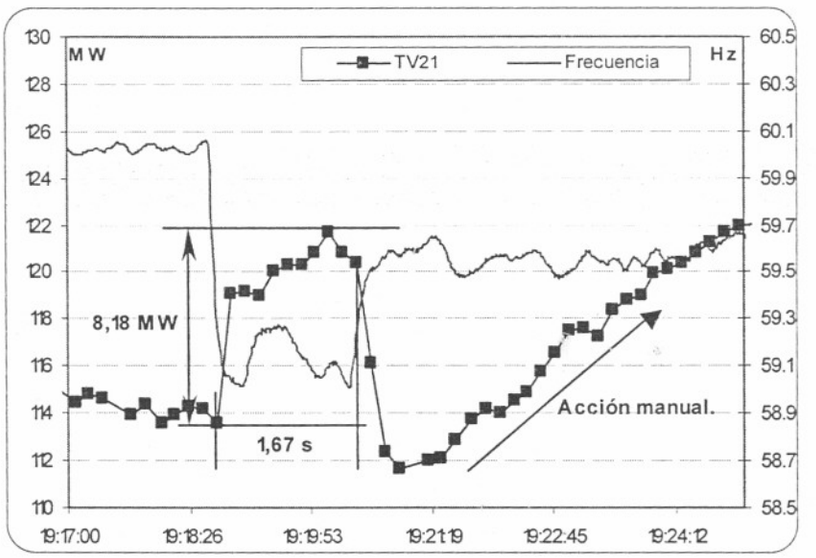

Figura 6. Respuesta de la C.T. Ilo 2 durante el evento.

6.9 En la Figura 7 se observa la respuesta de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa durante el evento, donde inicialmente aumentó su generación en 17,11 MW por la acción transitoria de la máquina y que luego de 1,33 minutos, la potencia disminuyó hasta 109,58 MW, manteniendo un aporte promedio de 10 MW, que corresponde a los 10 MW asignados para la RPF.

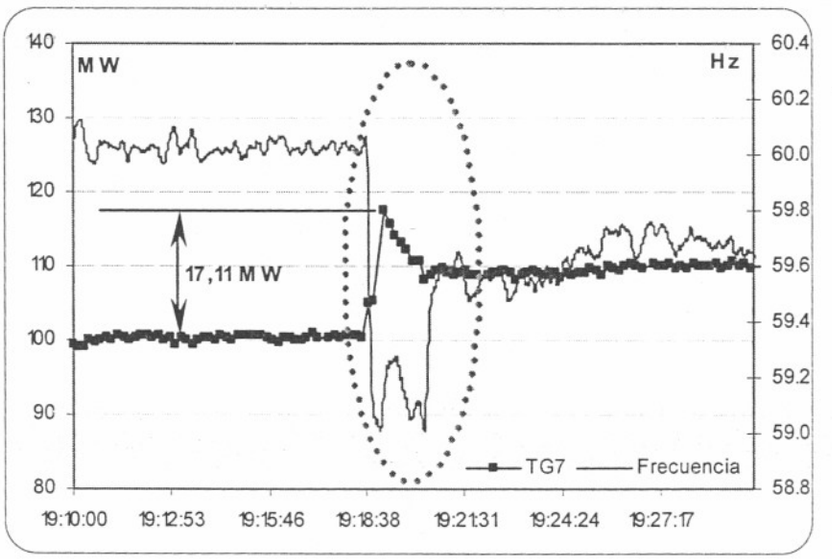

Figura 7. Respuesta de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa.

6.10 En este evento se tiene que considerar la respuesta de la C.H. Huinco, la cual estuvo asignada con 35 MW para la RSF, pero de acuerdo a las características de sus grupos dicha reserva fue aportada al SEIN como RPF. Esta central aportó un total de 38,03 MW, valor que corresponde a la reserva de dicha central previa al evento (Ver Figura 8).

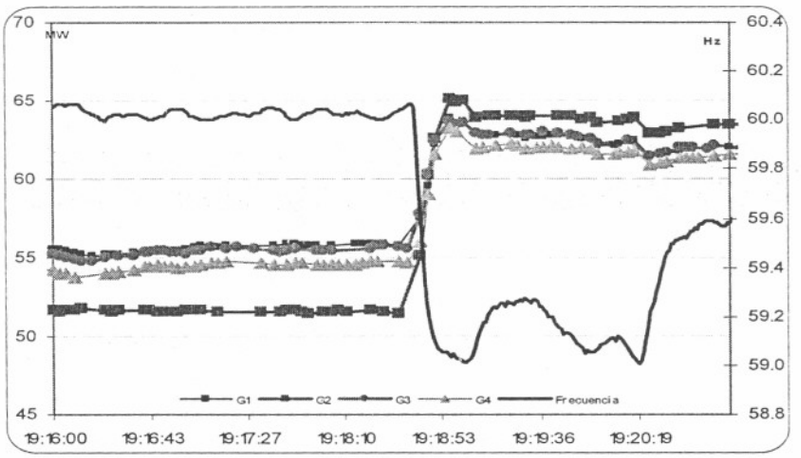

Figura 8. Respuesta de los grupos de la C.H. Huinco durante el evento.

6.11 En el Cuadro 1 se muestra la comparación de la RPF asignada y la RPF ejecutada, resultando una deficiencia de 63,44 MW. Este déficit de reserva corresponde en gran proporción al valor asignado de forma inapropiada a la C.H. Mantaro la cual se encontraba restringida. Este déficit fue compensado en parte con el aporte de 38,03 MW de la C.H. Huinco, teniendo un déficit resultante de 25,41 MW.

Cuadro 1. Resumen de la RPF Asignada y la RPF Ejecutada

Central	RPF	
	MW - Asignada	MW - Ejecutada
Mantaro	60,00	0,00
Carhuaquero	8,00	5,04
Malpaso	5,00	4,23
Ilo 1 (TV3 y TV4)	5,00	0,00
Ilo 2	10,00	8,18
TG7 - Sta Rosa	10,00	17,11
Huinco	No asignada	38,03
TOTAL	**98,00**	**72,59**

Evaluación de la Reserva Fría

6.12 El Procedimiento Técnico PR-12, numeral 8.2.3 del COES-SINAC señala que en todo momento de la operación debe mantenerse una reserva fría equivalente al 10% de la demanda, El día del evento la demanda del SEIN fue de 3712,21 MW, por lo tanto la reserva fría debería haber sido por lo menos de 371 MW. Sin embargo en el cuadro 2 se aprecia que fue insuficiente dicho valor.

Cuadro 2. Unidades Disponibles en el SEIN para la Reserva Fría

N°	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TIEMPO DE ARRANQUE (MIN)
1	C.T. Chilina (TV2)	6,19	561,6
2	C.T. Chilina (TV3)	9,90	516,6
3	C.T. Chilina (CC)	16,69	19,8
TOTAL		**32,78**	

Esto se debió a que se encontraban indisponibles por mantenimiento un total de 597,132 MW, sin contar con la restricción que tenía la C.H. Mantaro por la limpieza del área de represamiento (purga) en la presa de Tablachaca. La C.H. Mantaro para realizar la purga de Tablachaca, disminuyó su generación desde 650 MW hasta 419,88 MW, manteniéndose en este valor.

Comportamiento de la Frecuencia del SEIN

6.13 Luego de la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla la frecuencia en el SEIN disminuyó desde 60,02 Hz hasta 59,009 Hz, lo que provocó que se active la primera etapa del ERACMF, y luego de 25 segundos ésta se recuperó hasta 59,269 Hz por la acción de la reserva rotante (ver Figura 10).

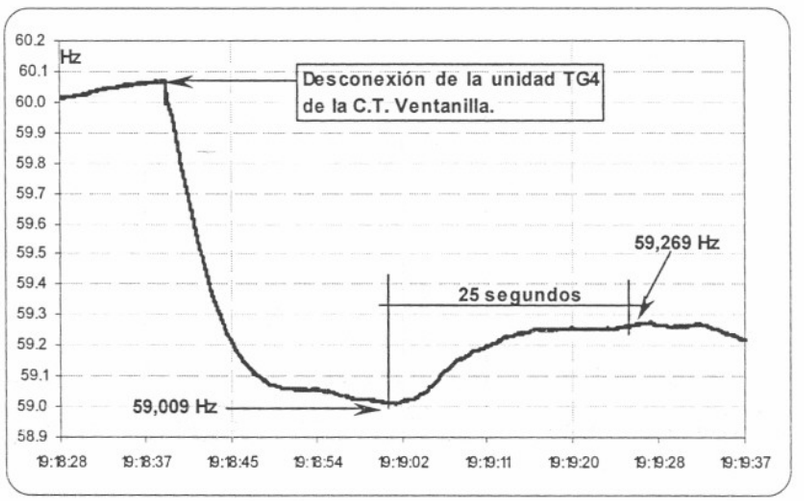

Figura 10. Activación de la Etapa de Reposición del ERACMF (GPS Lima).

6.14 Con la acción de la reserva rotante la frecuencia se recuperó hasta 59,269 Hz y se mantuvo alrededor de dicho valor durante 8 segundos, luego de los cuales se inició un proceso de disminución de la frecuencia (ver Figura 11), la cual fue originada por la falta de reserva rotante en el SEIN para cubrir el aumento de la demanda. En esta parte, la frecuencia alcanzó a disminuir hasta 59,005 Hz por lo cual nuevamente se activó la primera etapa del ERACMF.

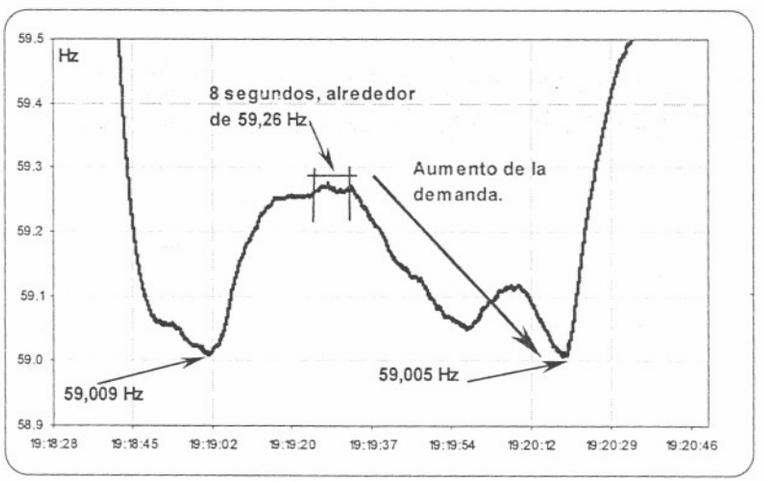

Figura 11. 2° Disminución de la Frecuencia en el SEIN.

DIVISIÓN DE EVALUACIÓN
Ing. ANDRÉS TARAZONA
COES - SINAC

6.15 El déficit de reserva en el SEIN para atender el incremento de la demanda se presentó porque la reserva asignada para esta función (RSF asignada a la C.H. Huinco) fue utilizada para la RPF en reemplazo de la C.H. Mantaro, ya que esta última no aportó lo asignado para ejercer dicha función.

6.16 Asimismo, la frecuencia en el SEIN se mantuvo alrededor de 59,1 Hz durante 31,650 s (ver Figura 12), razón por la cual se activó la "*Etapa de Reposición*" del ERACMF.

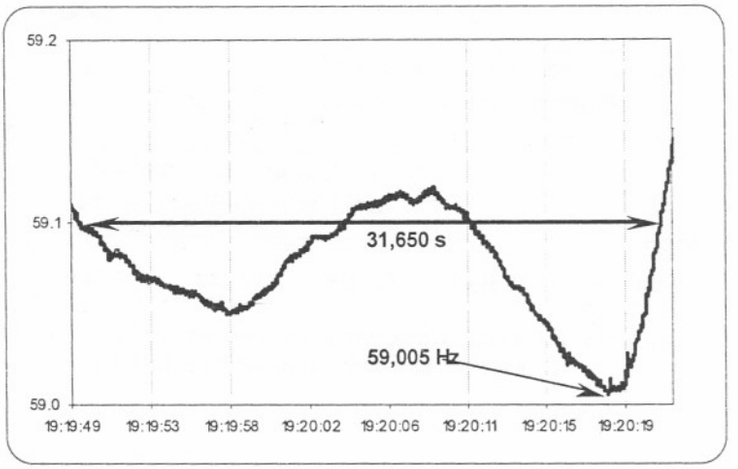

Figura 12. Activación de la Etapa de Reposición del ERACMF (GPS Lima).

6.17 La etapa de reposición del ERACMF para el año 2007 (Ver Cuadro 3) tiene un ajuste de umbral de: f = 59,1 Hz y t = 30 segundos. Al cumplirse las condiciones fijadas operaron los relés de mínima frecuencia, enviando la orden de desconexión de carga.

Cuadro 3. Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia del SEIN para el año 2007

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL SEIN		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA (3)						
				ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (4)		ARRANQUE
		(Hz)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	Hz
1	5,2%	59,00	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
2	7,8%	58,90	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
3	4,0%	58,80	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
4	10,0%	58,70	0,15			-1,1	0,15	-1,5	0,15	59,8
5	10,0%	58,60	0,15			-1,4	0,15	-2,1	0,15	59,8
6	7,0%	58,50	0,15	(3) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia.						
7 (1)	4,0% (1)	58,40	0,15							
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0							
(1) Porcentaje de rechazo de 8% para las cargas del área Norte, desde la subestación Chimbote. (2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz				(4) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

6.18 Con la actuación del ERACMF la frecuencia en el SEIN aumentó hasta 59,619 Hz, pero la frecuencia nuevamente comenzó a disminuir (ver Figura 13), esto debido a que la demanda seguía aumentando y había déficit de reserva (potencia activa) en el SEIN. Por tal motivo, a las 19:30 h el Coordinador del SEIN dispuso que el cliente libre Cementos Lima realice un rechazo manual en sus instalaciones (restringió 16 MW) y a las 20:40 h el Coordinador del SEIN dispuso que el cliente libre Aceros Arequipa se mantenga con carga baja (restringió 35 MW) ya que a partir de las 21:00 h suele normalizar su consumo. Asimismo, al continuar el déficit de reserva no se pudo recuperar inmediatamente los suministros interrumpidos por la actuación del ERACMF

DIVISION DE EVALUACION COES - SINAC